

异常高地应力致密砂岩储层压裂技术研究

陈 作¹ 孟祥燕² 杜长虹¹ 杨俊年³ 庄维礼³

(1. 中国石油勘探开发研究院廊坊分院 2. 中国石油新疆油田分公司采油二厂 3. 中国石油吐哈油田分公司勘探事业部)

陈作等. 异常高地应力致密砂岩储层压裂技术研究. 天然气工业, 2005; 25 (12): 92~94

摘 要 随着勘探的不断深入,首次在新探区采用压裂技术时难度越来越大,部分井岩性致密,加之地应力异常高,导致压裂施工时在低排量情况下施工压力非常高,无法加砂而使压裂施工失败,达不到改造和认识储层的目的。文章以武 1 井为研究对象,该井为吐哈油田在民和盆地的一口探井,第一次压裂因施工压力异常高,在 1.3 m³/min 排量下井口压力达到 83.3 MPa,支撑剂根本无法进入地层而未获成功。通过分析武 1 井首次压裂失败的原因,研究并采取了高能气体压裂、酸化解堵等近井筒处理措施和小粒径支撑剂、支撑剂段塞、优化泵注程序等针对性工艺,使第二次压裂施工获得成功,加砂 26.04 m³,压后日产水 5.0 m³,日产气 2000 m³,这对类似储层的压裂改造积累了宝贵经验。

主题词 低渗透油气藏 储集层 高压 气体压裂 酸化 工艺

一、武 1 井地质概况
与第一次压裂失败的原因分析

武 1 井是吐哈油田 2003 年部署的 1 口新区重点探井,它位于甘肃和青海东部两省交界地带的青海省民和县隆治乡民和盆地武家构造带武家构造 1 断块,该井中部深度 3070 m,地层温度 124 ℃,压力系数 1.37,岩心孔隙度 5.1%,渗透率 0.1×10⁻³ μm²,属于异常高温、高压的致密气藏。压前测试日产液 0.3 m³,日产气 1769 m³,为低产气层,该井自然产能低,能否具有经济开采价值,关键在于压裂增产改造技术。

为提高储层产能与落实含油气特性和储量,该井于 2003 年进行了小型测试压裂和加砂压裂实验,但均因施工压力异常高,小施工排量下施工压力接近井口限压,使施工失败。如测试压裂中,0.3 m³/min 排量下井口压力达到 62.3 MPa;在加砂压裂过程中,随着排量上升,施工压力上升迅速,当排量提高到 1.3 m³/min 时,施工压力达到 78 MPa,以 2%~5% 的低砂液比泵注支撑剂段塞,当 20~40 目陶粒支撑剂开始进地层时,压力上升较快,油压由 79 MPa 上升到 83.35 MPa,上升了 4.35 MPa(图 1)。上述情况反映出加砂非常困难,难以完成加砂任务,只好顶替后,停止施工。分析测试压裂与加砂压裂

的施工曲线,得到如下认识:①地层破裂压力异常高,根据加砂压裂施工曲线估算破裂压力约 100.5 MPa,破裂压力梯度达到 0.0328 MPa/m;②地层吸液能力差,计算吸水指数仅为 5.4 L/(MPa·min);③近井筒摩阻高,估算近井筒摩阻 16 MPa 左右。

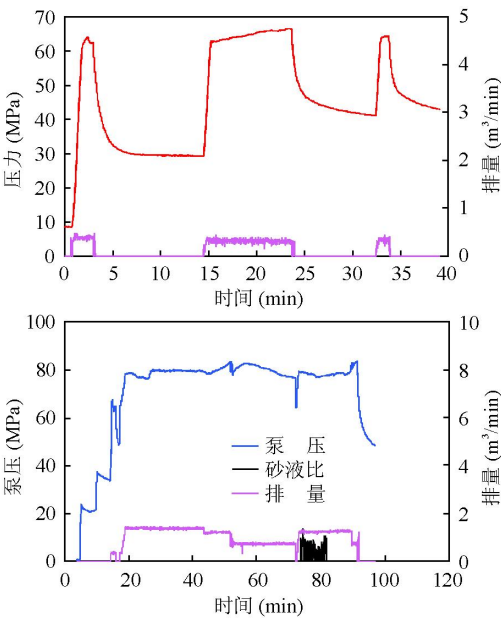


图 1 武 1 井第一次测试压裂和加砂压裂施工曲线

在对武 1 井岩心的岩石力学性质、地应力场测试的基础上,进一步分析出现上述现象的地质和工

作者简介:陈作,1968 年生,硕士,高级工程师;1991 年毕业于西南石油学院油藏工程专业,现从事油藏工程与压裂工艺技术研究。地址:(065007)河北省廊坊市万庄 44 号信箱。电话:(010)69213489。E-mail:czfatsc@vip.sina.com

程因素,认为是武 1 井首次压裂失败的原因可能为以下 3 种原因的综合反映:①储层地应力异常高;②储层岩性致密和存在污染导致吸液能力低;③完井套管采用 $\varnothing 193.7\text{ mm}$ 和 $\varnothing 127\text{ mm}$ 的悬挂套管组合,射孔弹需穿透两层套管与水泥环,部分孔眼与地层连通性差,近井筒摩阻大。

二、武 1 井第二次压裂的技术对策

该井二次压裂欲取得成功,关键在于降低施工压力和采取适合上述储层的压裂材料和施工工艺技术,经研究提出如下的技术对策。

1. 降低破裂压力

酸化和高能气体压裂均是解除近井污染,增加地层吸液能力,降低破裂压力的有效手段,因此决定采取如下近井筒处理措施:①深穿透补孔提高孔眼与地层的畅通性;②高能气体压裂,降低裂缝破裂压力,并在近井附近形成微裂缝,增加吸液能力;③酸化措施解除近井附近的污染,增加地层的吸液能力。

2. 优选压裂材料

考虑该井温度高、施工压力高等特点,其它压裂液体系难以在本井上应用,故需优选低摩阻的压裂液体系。兼顾地应力可能异常高、缝宽小的特点,支撑剂选择以小粒径为主。

3. 施工工艺措施

(1)前置液中支撑剂段塞冲刷。前置液中采用 30~50 目支撑剂以 3%~7% 低砂比段塞冲刷,减少裂缝扭曲摩阻。

(2)优化泵注程序。采用低起点、小台阶、控制最高砂液比的方法泵注支撑剂。

(3)井口与压裂设备。采用 1050 型压裂井口和 2000 型压裂机组,增加设备耐压能力,作好高压下长时间施工的准备。

4. 阶梯降排量测试压裂

在正式施工前再进行一次阶梯降排量测试压裂以求取最小主应力、孔眼摩阻、裂缝弯曲摩阻及压裂液效率等参数,重点确认武 1 井是否确为异常高地应力储层,为调整完善加砂压裂设计提供依据。

三、现场施工与分析评估

1. 近井筒的处理效果

按照上述压裂技术对策的要求,对压裂目的层段先后进行了补孔、高能气体压裂和酸化等处理措施,处理效果非常明显。酸化过程中当主体酸进地层后,施工压力开始下降,在 $0.3\text{ m}^3/\text{min}$ 的排量下

从 62 MPa 降低到 50 MPa,注入后置酸时压力从 50 MPa 降低到 40 MPa,与第一次测试压裂在相同排量下的施工压力相比,压力降低了约 20.0 MPa(见表 1)。

表 1 酸化处理数据表

酸类型	排量(L/min)	泵压(MPa)	注入量(m^3)
前置酸	300	62	7.5
主体酸	300	62~50	15
后置酸	300	50~40	7.5
活性水	300	40~45	9.5
合计			39.5

用酸化泵车进行的求吸水试验结果也表明,处理后大大增加了地层的吸液能力。当排量从 300 L/min 到 600 L/min 时,压力增加了 12 MPa;当排量从 800 L/min 提高到 1000 L/min 时,压力仅增加了 1 MPa,说明已此时出现吸液拐点(见图 2)。计算得到吸水能力为 $31\text{ L}/(\text{MPa} \cdot \text{min})$,较之处理前的 $5.0\text{ L}/(\text{MPa} \cdot \text{min})$ 提高 6 倍左右。

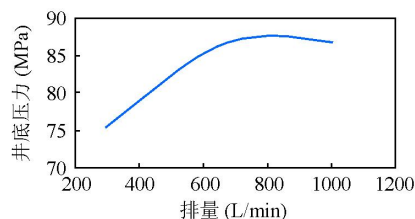


图 2 武 1 井近井筒处理后的吸液能力测试

近井筒处理后的结果表明,二次压裂可以将地层压开,但施工压力仍然偏高。按照目前施工情况估算,施工排量在 $3.0\sim 4.0\text{ m}^3/\text{min}$ 情况下,井口压力预计为 74.0~83.7 MPa,施工排量可以达到 $3.5\text{ m}^3/\text{min}$ 。预计施工中加砂依然困难,因此采用 30~50 目支撑剂以 10%~20% 的低砂比进行施工,待后期缝宽增大后,尾追 20~40 目支撑剂以提高缝口裂缝导流能力。

2. 小型测试压裂

以泵注排量 $1.0\sim 4.0\text{ m}^3/\text{min}$,排量增量 $1.0\text{ m}^3/\text{min}$ 进行阶梯排量测试,小型测试压裂共计泵入液量 41.1 m^3 ,井口压力 58.7~80.5 MPa,瞬时停泵压力 50.0 MPa,停泵测压力降落 32 min。施工曲线及压力降落曲线见图 3。

根据小型测试压裂施工曲线,利用 FRACPROPT 软件进行拟合分析,得到如下分析结果。

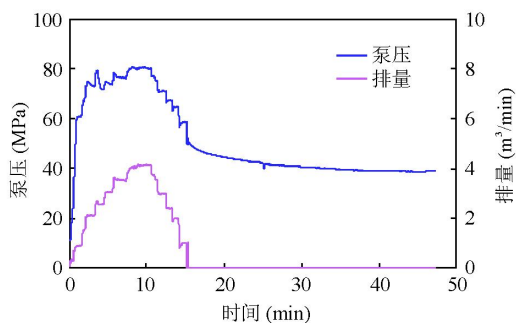


图3 武1井阶梯排量测试施工曲线

(1)破裂压力:地面破裂压力为 79.4 MPa;井底破裂压力为 90 MPa,破裂梯度为 0.0293 MPa/100m。

(2)裂缝闭合压力 70.7 MPa,闭合时间 22 min。

(3)储层综合滤失系数为 $3.6 \times 10^{-4} \text{ m} / \sqrt{\text{min}}$ 。

(4)在 $4.1 \text{ m}^3 / \text{min}$ 排量下的总摩阻为 30.5 MPa,压裂液井筒摩阻 23.6 MPa,射孔孔眼摩阻为 2.1 MPa,裂缝弯曲摩阻值 4.8 MPa。

根据上述测试分析结果表明,该井确为异常高地应力地层,地应力值 70.0 MPa,地应力梯度达到 0.023 MPa/100m,同时存在孔眼摩阻和裂缝弯曲摩阻,近井筒摩阻为 6.9 MPa。近井筒摩阻较之第一次测试压裂有较大幅度降低。但是因地应力地层异常高,该井加砂压裂施工压力仍会较高,施工排量 $3.5 \sim 4.0 \text{ m}^3 / \text{min}$,施工压力 75~80 MPa,加砂比较困难,进一步以加入 30~50 目小粒径陶粒为主,控制砂液比,依据压力变化尾追 20~40 目山西垣曲陶粒,提高支撑剂抗破碎能力及裂缝导流能力,前置液段支撑剂段塞打磨,减少近井地带弯曲摩阻。

3. 加砂压裂

在前置液阶段,当排量稳定在 $3.5 \text{ m}^3 / \text{min}$ 时,施工压力基本稳定在 75.0 MPa,与预测结果一致。于是提高排量到 $3.8 \text{ m}^3 / \text{min}$,压力约 77 MPa,当 5%、7% 砂比段塞进地层后压力略有上升,预示着加砂的难度。携砂液阶段,10%、12% 砂液比进地层,施工压力平稳上升,但 15% 砂液比进地层后,施工压力上升明显,从加砂初期的 76.5 MPa 上升到 81.3 MPa,呈现砂堵迹象,于是决定将排量降至 $3.3 \text{ m}^3 / \text{min}$,砂液比降至 10%,但施工压力仍然上升较快,停砂用基液顶替 1 个井筒后,压力从 81.4 MPa 下降到 78.5 MPa,重新以 10% 砂比进行施工。随后,逐

步将砂液比提高到 12%、15%,施工压力正常下降,加入 30~50 目陶粒 23.04 m^3 后,以 20% 砂液比加入 20~40 目陶粒,初期施工压力上升较快,当 20% 砂液比进地层后,施工压力平稳,共加入 20~40 目陶粒 3.0 m^3 ,于是停砂顶替。加砂压裂施工取得成功。正式加砂压裂泵入液量 367.0 m^3 ,其中前置液量 140.0 m^3 、携砂液量 213.5 m^3 、顶替液量 13.5 m^3 。泵注排量为 $3.0 \sim 3.8 \text{ m}^3 / \text{min}$,泵注压力为 76.0~82.3 MPa,瞬时停泵压力 46.7 MPa,合计加砂 26.04 m^3 ,其中 30~50 目江苏宜兴陶粒 23.04 m^3 、20~40 目山西垣曲陶粒 3.0 m^3 ,平均砂液比为 13%。

该井压后日产水 5.0 m^3 、日产气 2000 m^3 ,综合评价储层为气水同层。

四、结论与建议

(1)异常高地应力、岩性致密和存在地层污染的致密储层常会导致压裂施工的异常高泵压,从而使施工失败,无法达到改造与认识储层含油气特性的目的。

(2)高能气体压裂和酸化处理等措施,是降低此类储层施工压力、增加地层吸水能力的有效手段。

(3)前置液支撑剂段塞,以小粒径为主的加砂方式和低起点、小台阶、控制最高砂液比的泵注程序等工艺措施,较为适合异常高地应力储层的加砂压裂。

(4)通过室内研究与现场实施,形成了对付异常高温、高压、异常高地应力与致密储层压裂的综合处理技术。本井压裂的成功,为我们压裂改造类似地层积累了宝贵经验。

参考文献

- 1 万仁溥等.采油技术手册.北京:石油工业出版社,1998
- 2 陈作等.低渗砂岩气藏压裂过程中压裂液伤害特性研究.天然气工业,2004;24(增刊B)
- 3 杨川东.采气工程.北京:石油工业出版社,2001
- 4 张保平等.油藏增产措施.北京:石油工业出版社,2002
- 5 陈作等.异常高压、高温的低渗透油藏压裂增效技术与应用.石油钻采工艺,2000;22(4)

(收稿日期 2005-09-01 编辑 韩晓渝)